ENVIRONMENTAL ASSESSMENT REPORT

FINAL GUIDELINES

FOR THE PREPARATION OF

TERMS OF REFERENCE

CABOT ENERGY CORPORATION LIMITED

METALLURGICAL COKE AND COGENERATION PROJECT

Point Tupper, Richmond County

Nova Scotia

NOVA SCOTIA

DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT

January 21, 1992

92-02060/

TABLE OF CONTENTS

	FOREWORD	i
1.	INTRODUCTION	1
2.	PROJECT DESCRIPTION	2
3.	REASON FOR THE UNDERTAKING	5
4.	OTHER METHODS FOR CARRYING OUT THE UNDERTAKING	6
5.	ALTERNATIVES TO THE UNDERTAKING	6
6.	EXISTING ENVIRONMENT	6
7.	PREDICTED IMPACTS UPON THE ENVIRONMENT	9
8.	EVALUATION OF THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES TO THE ENVIRONMENT	12
9.	PROPOSED MITIGATION, INCLUDING REHABILITATION	12
10.	RESIDUAL ENVIRONMENTAL IMPACTS	15
11.	PROPOSED COMPLIANCE AND EFFECTS MONITORING PROGRAMS	16
12.	PUBLIC INFORMATION PROGRAM	16
	ENDNOTES	17
	APPENDIX A	18

FOREWORD

In February, 1991 Cabot Energy Corporation Limited registered with the province of Nova Scotia its intent to construct and operate a metallurgical coke and cogeneration facility at Point Tupper, Richmond County, Nova Scotia. This document presents Final Guidelines for the preparation of Terms of Reference for an Environmental Assessment Report (EA Report) of the proposal in accordance with the requirements of the Nova Scotia Environmental Assessment Act, Chapter 149 RSNS, 1989 and the Regulations thereto.

These Final Guidelines were prepared in consideration of comments and concerns expressed by government reviewers and following a public review period from April 4 to May 9, 1990. The Guidelines were also reviewed and supplemented by the environmental assessment Panel appointed by Canada and Nova Scotia to conduct a public review of the metallurgical coke and cogeneration proposal. The Panel invited public comment during a second review period from October 24 to November 25, 1991. The content of these Guidelines is consistent with the requirements of Section 13 (1) of the Environmental Assessment Regulations and the federal Environmental Assessment Review Process Guidelines Order.

Since the EA Report may be examined by those without technical background it shall include an executive summary prepared in non-technical terms. The EA Report shall use non-technical language wherever possible, and include a comprehensive glossary of terms.

1. INTRODUCTION

This section will introduce readers to the Report. It shall describe the organized framework, including study strategy and methodology, within which the Environmental Assessment Report will be prepared.

The requirements for organizing and conducting ecological studies as proposed by Beanlands and Duinker, "An Ecological Framework for Environmental Impact Assessment in Canada" (1983)[1] provide a good example and are included for the guidance of the proponent:

(a) identify an initial set of Valued Ecosystem Components to provide a focus for subsequent activities;
(b) define a context within which the significance of changes in the Valued Ecosystem Components can be determined;
(c) show clear temporal and spatial contexts for the study and analysis for expected changes in Valued Ecosystem Components;
(d) develop an explicit strategy for investigating the interactions between the project and each Valued Ecosystem Component, and demonstrate how the strategy is to be used to co-ordinate the individual studies undertaken;
(e) state impact predictions explicitly and accompany these with the basis upon which they were made; and
(f) demonstrate and detail a commitment to a well defined program for monitoring project effects.

Valued Ecosystem Components, as defined by Beanlands and Duinker (1983)[2], includes human health and safety, potential losses of commercially or recreationally important resources, loss of endangered species and potential loss of habitat.

In accordance with the spirit of the Environmental Assessment Regulations (N.S. 1991), Valued Ecosystem Components shall include environmental, social, economic, recreational, cultural, and aesthetic components and factors in the region affected by the proposed development.

Cabot Energy Corporation Limited (Proponent) shall prepare an EA Report which shall include, but not necessarily be limited to, the following major sections:

1. Introduction
2. Project Description
3. Reason for the Undertaking
4. Other Methods of Carrying out the Undertaking
5. Alternatives to the Undertaking
6. Existing Environment
7. Predicted Impacts upon the Environment
8. Evaluation of the Advantages and Disadvantages to the Environment
9. Proposed Mitigation, Including Rehabilitation
10. Residual Environmental Impacts
11. Proposed Compliance and Effects Monitoring Programs
12. Public Information Program

2. PROJECT DESCRIPTION

This section of the EA Report shall describe the project as it is planned from pre-construction (which includes but is not limited to planning, design and site preparation); through facility construction; operation (including maintenance, and involving the daily operations for the receipt and processing of coal, the production of coke and its by-products, and the power cogeneration process); to site decommissioning (including decontamination).
In preparing the project description the proponent shall specify the assumptions that underlie the details of the project design.

Items to be addressed shall include, but not necessarily be limited to:

(a) site description and access:

- location and ultimate boundaries of the proposed site and any related facilities and sites in a regional context showing infrastructure such as road networks; railways; port facilities; proximity to settled areas; airport facilities; individual, designated and community water supplies; archaeological sites; etc.;

(b) general site layout and description of all facility features, including but not necessarily limited to:

- coke ovens; quenching station(s); waste water and by-product treatment facilities; coal receiving and coke shipping facilities, including required marine structures; coal, coke and any other product or by-product storage areas or stockpiles; waste disposal sites; storm runoff collection and treatment facilities; stockpile containment features; power cogeneration plant and fuelling system(s); parking areas; offices; and any security fencing;

(c) description of all pre-construction, construction, operation, and decommissioning activities associated with the development during its lifetime; include both normal activities and potential accidental events as well as magnitude, duration, frequency, quantities, etc; of each activity;

(d) quantities, specifications, sources and market destinations for raw material(s) and finished product(s);

(e) design options for all raw material and finished product shipping, storage and receiving facilities;

(f) handling procedures for ballast water;

(g) description of cooling water system(s), including proposed intake and outfall locations and structures, seawater intake volumes and velocities, quantity, size and thermal gradient of plume, anti-biological treatments, etc;

(h) description of freshwater requirements, including proposed freshwater sources (e.g., surface water, production wells), locations and distribution systems, water volumes and quality;

(i) description of any future facility expansion plans and associated resource requirements;

(j) transportation:

- identification of all cargoes subject to the Transportation of Dangerous Goods Act;
- vehicular movement: flow patterns for car and truck movement, hours of company and other vehicle access, truck type descriptions, anticipated hourly volumes of truck traffic, origins and destinations of project associated truck traffic;
- rail and ship movement: rail and ship access and movement patterns, rail car and ship/barge types, capacities, movement schedules, rail and ship/barge origins and destinations; and
- contingency plans in the event of changes to existing transportation infrastructure in the region;

(k) schedules:

- proposed schedules for the project, including the decision-making process for pre-construction, construction and operation;
- discussion of the proposed schedule for decommissioning or replacement, in total or in part, of the project;

(l) description of all by-products of the coking and power generation processes; chemical and physical descriptions of all solid, liquid and gaseous effluents and emissions, anticipated amounts or volumes, sources of emissions;

(m) volumes and physical and chemical nature of both treated and untreated wastes and sludges;

(n) description of all proposed air and water pollution control equipment, including anticipated equipment efficiencies and resultant discharges;

(o) proposed disposal methods and areas and/or disposal arrangements for both treated and untreated wastes and sludges;

(p) on-site analytical capabilities, including description of sampling schedules and techniques for all phases of product treatment and disposal, and quantitative and qualitative identification techniques for all wastes and potential organic contaminants prior to treatment, during treatment, and following treatment;

(q) site security during the lifetime of the project, including decommissioning;

(r) human resource requirements including but not limited to staffing, and policies for training and local employment;

(s) description of potential on-site emergency situations, and on-site response and fire fighting capabilities;

(t) applicable requirements for permitting and project approval;

(u) long term plans regarding ownership and operation of the facilities;

(v) plans for decommissioning, site restoration, and a statement of the proponent's commitment to these plans. This shall include an assessment of factors that might lead to an inability to comply with the plans, and of any conditions that may lead to premature decommissioning of all or any of the facilities.

3. REASON FOR THE UNDERTAKING

In recognition of the fact that the project has the potential to impact negatively upon the environment, this section shall discuss the socio-economic justification for the undertaking.

The proponent shall outline the nature of the project in local, regional, provincial, national, and international contexts. Demands for coke, power by the Nova Scotia Power Corp., and any other by-products shall also be outlined and documented.

The proponent shall assess the environmental, social, and economic costs and benefits of the project and shall discuss the context of the project in relation to local and regional development plans.

4. OTHER METHODS FOR CARRYING OUT THE UNDERTAKING

Viable options to the proposed method(s) of carrying out the undertaking shall be discussed and reasons for the selection of the proposed methods shall be provided.

It is assumed that the proponent will be incorporating "best available technology" into the design of this facility. The proponent shall demonstrate that this assumption is valid. Where this is not expected to occur, the proponent shall so indicate, and provide environmental/ social/ economic reasons for not proposing the best available technology.

5. ALTERNATIVES TO THE UNDERTAKING

Alternatives to the proposed undertaking including alternate sites in Canada, the United States and elsewhere, and the null or "do nothing" alternative shall be described. The environmental, social and economic advantages and disadvantages for the preferred site shall also be given.

6. EXISTING ENVIRONMENT

This section of the EA Report shall identify the project area(s), describe the existing environment in the project area(s) and identify Valued Ecosystem Components through the use of original baseline studies or existing data where appropriate. Structure and function of the terrestrial, marine and freshwater environment

shall be described. The project area is defined to be the property and all space that will be potentially impacted upon by this project as proposed, or as subject to subsequent modifications.

A complete description of the existing built environment including above and below ground structures shall be provided. The results of a detailed environmental audit of the state of the built and biophysical environment relating to previous industrial activities conducted on the site shall be included. Any environmental requirements related to the ownership and transfer of the property, as well as results and associated conditions of the environmental decommissioning of the previous plant(s), shall also be included.

Components of the environment to be described shall include, but not necessarily be limited to, the following:

(a) area geography, including all watershed areas potentially affected in whole or in part by any aspect of the project, the nearshore islands, and all marine environment areas. Features such as lakes, streams, wetlands, and topography within a minimum of two (2) kilometres of the site, or within the expected area of impingement for gaseous, liquid and solid discharges and any other physical activities, whichever is appropriate for the project component being studied, shall also be addressed;
(b) atmospheric conditions including air quality, temperature, dust levels, wind speeds and directions, dispersive capability of the atmosphere in the region of the site, precipitation amounts and precipitation chemistry;
(c) surface water and groundwater - hydrologic and hydrogeologic characteristics and water quality of all watersheds affected by any part of the project;
(d) geology - bedrock and surficial geology of the project area, including soil characteristics and erodibility;

(e) marine waters - hydrologic characteristics including circulation, temperature, currents, waves, tidal ranges, suspended and bottom sediment characteristics, ice conditions, etc; and seasonal variations thereof;

(f) evaluation of the site and its environs as habitat for flora and fauna, including identification of any rare or endangered species, and special sites and other sensitive areas;

(g) flora and fauna

(i) forestry

(ii) wildlife

(iii) fishery - fresh water

Habitat descriptions shall include stream size, bottom composition, elevation gradients over 0.5 km intervals, cover, annual temperatures, sediment loading, etc., and discuss any commercial or recreational fisheries, as well as other significant lifeforms;

(iv) commercial and recreational fishery - marine waters

Habitat descriptions, fishery resources, species variations, etc.;

(v) marine and terrestrial plants;

(h) identification of Valued Ecosystem Components within the defined project area, and along all road, rail and marine access and transportation routes from the proposed facility;

(i) identification and description of all appropriate provincial, federal, and municipal government legislation, regulations, guidelines and by-laws regarding the existing environment;

(j) description of existing local area emergency response and fire fighting capabilities, and their ability to respond and react to any emergency situation and availability of suitable backup and/or assistance;

(k) existing land uses, zoning, resource use and allocation, and local and regional development plans;

(l) description of present health and socio-economic conditions,

the current use of lands and resources for traditional purposes by aboriginal persons, and any structure, site or thing that is of historical, archaeological, palaeontological or architectural significance; and

(m) identification of all other impacts derived from other activities in the region that affect the project area.

7. PREDICTED IMPACTS UPON THE ENVIRONMENT

It is the proponent's responsibility to identify and quantify all expected impacts (project on environment, environment on project, and cumulative impacts). The EA Report shall identify and predict the magnitude, time, duration, areal extent, reversibility and importance of project impacts, both positive and negative, on the environment. This will necessitate using a variety of methodologies and models.

Impact assessment methodologies shall be clearly described including a detailed discussion of spatial and temporal limits (bounds), and the criteria and methods for selection of Valued Ecosystem Components. All associated terminology shall be precisely defined. In addition to definition of impact categories, the rationale for using them is required. Wherever used, the meaning of the term "significance" must be made clear. Definition of the term "significance" should be given special attention in regard to the impact categories. Predictive models used shall be discussed, including the pros and cons of the chosen model(s), and the level of confidence that may be assigned to the model results. A summary shall be provided of the previous uses of selected model(s) and the accuracy of their predictions in relation to other projects. Impacts shall be grouped by physical, chemical, biological, social and economic components of the environment, as well as by project activities during each project phase (pre-construction, construction, operation and decommissioning). Both

normal-routine and accidental (unplanned) events shall be included. The probabilities of accidental events shall be specified.

Although a list of important impacts is given below, this is not fully comprehensive, and the proponent shall add to this list as necessary:

(a) impacts to surface water quality, fish and fish habitats and groundwater from construction activities and routine effluent discharges, including the relationship of stack emissions to potential acidification of freshwater systems;

(b) impacts to surface water and groundwater quality in the event of an accidental emission or discharge such as a fire, explosion, or spill, or in the event of a chronic leak of any substance;

(c) chemical and physical characteristics of fumes and other solid, gaseous or liquid emissions expected from routine coking and power cogeneration procedures, and expected from a spill. Specific parameters to be discussed shall include but not necessarily be limited to: particulate matter, VOC's, PAH's, SO_2, NO_x, CO, and heavy metals. Include impacts on flora, fauna, human beings and human constructions within the area(s) of impact, and in particular on Landry Lake and infrastructure (such as culverts, abutments, water intakes, etc.). Appropriate ecotoxicological parameters shall be included for the fates and effects of all variables on environmental pathways;

(d) chemical and physical characteristics and volumes of dust, leachate and other fugitive emissions from coal and coke stockpiles;

(e) amounts and types of acid and greenhouse gases predicted to be generated and released by the project, with estimates of the total contributions from Cape Breton Island, Nova Scotia, and with the relevant industry sector for all of Canada, and the

United States. The proponent shall relate these amounts to the limits stipulated in the Canada-Nova Scotia Acid Rain Reduction Agreement;

(f) predicted impacts of the project on regional and global climatic changes;

(g) impacts of all heated effluent discharges; gaseous, liquid and solid effluents on the marine and freshwater environments;

(h) impact of the project on commercial and recreational fishing activities, navigation, and other shipping operations in the Strait;

(i) any short term and long term health hazards to project employees and nearby residents;

(j) social and economic impact of the project on residences, infrastructure, community services, employment and transportation patterns, and life styles in the Strait area and its environs including, but not necessarily limited to, Richmond and Inverness counties, and nearshore islands;

(k) influence of the project on other existing or proposed developments in the area, especially any elements that conflict with local or regional plans, and any other affected ecosystem, resource or species in aquatic and terrestrial environments. In this context, the influence of the project on the existing or potential tourist industry shall specifically be addressed;

(l) all other social and economic impacts including, but not limited to, the consideration of coal transportation alternatives and their consequences;

(m) worst case scenarios using risk modelling for all major types of impacts; and

(n) cumulative impacts. These will require a separate section for describing the methodologies used and results obtained in the assessment.

8. EVALUATION OF THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES TO THE ENVIRONMENT

This section shall be arranged for all major categories of environmental components (physical, chemical, biological, social and economic) and all phases of the project (pre-construction, construction, operation, and decommissioning). As much as possible, advantages and disadvantages shall be translated into economic terms.

9. PROPOSED MITIGATION, INCLUDING REHABILITATION

The EA Report shall describe proposed environmental mitigation devices, policies and procedures intended to avoid or minimize negative impacts and enhance positive impacts. Recognizing that the effective implementation of operating and maintenance policies and plans is critical to achievement of emission objectives throughout the life of the project, the proponent shall outline in detail the manner in which such plans shall be implemented under normal and abnormal operating conditions. Also to be discussed are proposed mitigation measures and technologies for the control of effluents and emissions.

It is suggested that the proponent provide a comprehensive Environmental Management Plan (EMP) that would contain:

(a) An Environmental Protection Plan that will include identification and discussion of all appropriate provincial, federal, and municipal government legislation, regulations, guidelines and by-laws regarding the operation of the facilities and other regulatory requirements, engineering codes of good practice and good environmental housekeeping practice that will be followed during the course of the project.

In addition, all major mitigation measures for medium and high impacts shall be specified and committed to for the duration of the life of the project;

(b) A Contingency Plan to address accidental (unplanned) events that will include a description of the proposed local area emergency response and fire fighting capabilities, and their ability to respond and react to any emergency situation and availability of suitable backup and/or assistance;

(c) A Compensation Plan (if needed) outlining a proposed strategy to address economic and/or environmental losses resulting from project construction and operation;

(d) Plans for effects, compliance and surveillance monitoring. Note that surveillance monitoring may be needed for cumulative effects. Sampling plans; field, laboratory and data analysis methods; chain of authority; and quality assurance/quality control procedures shall be specified. A rationale for parameters to be monitored shall be provided;

(e) A Decommissioning Plan, including an undertaking by the proponent for restoration of the site. Requirements for restoration will be based on the results of an environmental audit;

(f) Overall accountability and reporting procedures to give the framework of the administration of the Environmental Management Plan.

Types of management procedures to be included in the EMP are listed below. This list is not meant to be comprehensive; it is only a guide for the preparation of the EMP. The proponent is responsible for managing, in an environmentally sound way, all impacts emanating from the project and for demonstrating the availability of required expertise and resources throughout the life of the project.

The proponent is directed to the criteria included in Appendix A for guidance with respect to solid waste management, effluent discharges and gaseous emissions. These criteria are extracted from a report prepared by Wm. A. Lemmon for the British Columbia Steel Task Force (Nov. 1990)[3] and from a background document to that report, - *E.P.A. Coke Making Effluent Standards* (May, 1982). Although the regulatory agencies may impose requirements which differ from those included in Appendix A, these criteria are useful in defining the required level of mitigation technology at the design concept stage.

The types of management procedures to be included in the EMP are as follows:

(a) Mitigation and treatment procedures and technologies:
- siltation, erosion control, dust suppression, and storm drainage management procedures;
- general effluent and emissions handling, treatment and disposal procedures, including treatment equipment, effluent and emission monitoring equipment, waste product separation and containment plans, by-product reuse and treatment flow diagrams, etc.;
- description of any proposed mitigative measures to reduce or offset greenhouse gas emissions and impacts;
- description of the treatment methods and procedures for grey and sanitary waters, with mention of water volumes, discharge quality, and proposed discharge locations;
- fish and marine life entrainment prevention procedures for all water intakes;
- dispersion methods and structures for heated effluent discharges;
- treatment procedures for ballast water;

(b) Contingency, emergency and decommissioning planning:
- emergency plans and evacuation plans to respond to a

worst case emergency scenario, including any dangerous and hazardous spills; failure of containment tank, berm or other containment feature, fires and explosions on site and during transport of coal or coke products to or from the facility;

- remediation plans for contaminated soil, surface and groundwaters, marine waters, and compensation plans for those affected;
- training plans for local marine emergency organizations, and fire departments to effectively respond to emergency situations;
- spill prevention plans, both on land and at sea, on the approaches to the facility; and
- site decommissioning plans.

10. RESIDUAL ENVIRONMENTAL IMPACTS

Residual environmental impacts remain after all environmental management measures outlined in the EMP are implemented. They are essentially the bottom line of the assessment. The EA Report shall list and present a detailed discussion of residual impacts. The EA Report will clearly distinguish those impacts that cannot be mitigated or avoided from those impacts that will not be mitigated or avoided. Discussion shall include all residual impacts, the significance, duration, and limits of such impacts, and the confidence level(s) of the predictions.

Residual impacts are very important in the evaluation of a proposed project as they represent the environmental cost of the project. As much as possible these environmental costs shall be translated into economic terms giving the methodologies and confidence of estimates. A discussion shall be provided balancing the economic and environmental benefits and costs of the project to facilitate the overall decision on the project proposal. The costs of each

component of the Environmental Management Plan shall be included in the calculation of environmental benefits and costs, as well as the costs and benefits associated with residual impacts. This section shall end with a discussion and definition of "sustainable development" and assess whether or not this project can be termed a sustainable development for the local area, region, Cape Breton Island, Nova Scotia, and Canada.

11. PROPOSED COMPLIANCE AND EFFECTS MONITORING PROGRAMS

Further to the requirements outlined in Section 9, the EA Report shall include a framework upon which compliance monitoring and effects monitoring will be based throughout the life of the proposed project. Proposed compliance and effects monitoring programs shall be presented for examination by reviewers.

This section shall also describe any proposed or required inventory and in-house auditing systems. The proponent shall outline the hypotheses to be tested in the monitoring program and describe statistical testing methods to be used. If this approach is not feasible, the proponent shall clearly indicate why.

12. PUBLIC INFORMATION PROGRAM

A public information program shall be described that will detail how the public will be able to remain involved in the construction, operation and decommissioning of the project. This plan shall provide detailed information on how, who, when and where the public can both express concerns and receive information. "Public" is here defined broadly to include both the regulatory as well as the general public.

The results of public consultation shall be reported along with any commitments made by the proponent.

ENDNOTES

1. Beanlands, G. and P. Duinker. An Ecological Framework for Environmental Impact Assessment in Canada. Halifax: Institute for Resource and Environmental Studies, Dalhousie University, 1983.

2. Ibid.

3. Lemmon, W. "Development of Pollution Control Criteria for Integrated Iron and Steel Production". A report prepared for the British Columbia Steel Task Force, November, 1990.

APPENDIX A

DEVELOPMENT OF POLLUTION CONTROL CRITERIA

for

INTEGRATED IRON AND STEEL PRODUCTION

VOLUME 1

SUMMARY REPORT

Prepared by:

Wm. A. Lemmon
Charles E. Napier Company Ltd.
Ottawa, Ontario

for

British Columbia Steel Task Force

November 1990

TABLE 2.2.2 PROPOSED POLLUTION CONTROL CRITERIA FOR WASTEWATER DISCHARGE TO THE RECEIVING WATER BODY FOR GROUP 1 POLLUTANTS (1)

Pollutant	Concentration (mg/L)	Process Weight (g/tonne of crude steel)	
	Maximum Daily	Day (2)	30 day (3)
Model process flow (L/tonne crude steel)		1,210	
pH (units)		6.0 to 8.5	
Total suspended solids	10.0	12.1	6.0
Oil and grease	1.5	1.8	.....
Ammonia - N	1.0	1.2	0.6
Cyanides (total)	0.08	0.097	0.05
Phenols	0.005	0.006	0.0030
Benzene	0.002	0.0024	0.0012
Naphthalene	0.002	0.0024	0.0012
Benzo(a)pyrene	0.0006	0.0007	0.0003
Total residual chlorine	0.015	0.018	0.009
Chromium (total)	0.05	0.060	0.030
Lead (total)	0.15	0.18	0.090
Zinc (total)	0.18	0.22	0.11

Toxicity: The wastewater is to meet the following toxicity criteria:

Fish Toxicity Test Flow-through bioassay to meet 96-h LC_{50} at 100 percent (i.e. 96 hour fish bioassay measure be non-toxic at 100 percent strength wastewater)

Daphnia Magna acute lethality toxicity static bioassay to meet 96-h LC50 at 100 percent

(1) Does not include blowdown from cold forming or process run-off water or provision for evaporation from lagoon or precipitation into lagoon

(2) Maximum for one day

(3) Average for 30 consecutive days

TABLE 2.2.3 PROPOSED POLLUTION CONTROL CRITERIA FOR WASTEWATER DISCHARGE TO THE RECEIVING WATER BODY FOR GROUP 2A POLLUTANTS

Pollutant	Concentration (ug/L) Maximum Daily	Process Weight (g/tonne crude steel) 30-day average
Acenaphthene	0.7	0.00050
Acenaphthylene	0.4	0.00028
Anthracene	0.2	0.00014
Benzo(a)anthracene	0.2	0.00014
Benzo(b)fluoranthene	0.4	0.00028
Benzo(g,h,i)perylene	0.4	0.00028
Benzo(k)fluoranthene	0.4	0.00028
Bis(2-ethylhexyl)phthalate	1.4	0.0010
4-Bromophenyl phenyl ether	0.4	0.00028
Benzylbutylphthalate	0.6	0.00042
Camphene	1.0	0.00070
1-Chloronaphthalene	0.8	0.00056
2-Chloronaphthalene	0.9	0.00063
4-Chlorophenyl phenyl ether	0.9	0.00063
Bis(2-chloroisopropyl)ether	1.5	0.0011
Bis(2-chloroethyl)ether	1.8	0.0013
Bis(2-chloroethoxy)methane	1.3	0.00091
Chrysene	0.3	0.00021
Dibenz(a,h)anthracene	0.4	0.00028
1,2-Dichlorobenzene	0.02	0.00014
1,4-Dichlorobenzene	0.02	0.00014
Hexachlorobenzene	0.02	0.00014
Pentachlorobenzene	0.02	0.00014
Tetrochlorobenzene	0.02	0.00014
Trichlorobenzene	0.02	0.00014
Di-n-butylphthalate	1.1	0.00077
Di-n-octylphthalate	0.8	0.00056
2,4-Dinitrotoluene	0.5	0.00035
2,6-Dinitrotoluene	0.6	0.00042

TABLE 2.2.3 (continued) PROPOSED POLLUTION CONTROL CRITERIA FOR WASTEWATER DISCHARGE TO THE RECEIVING WATER BODY FOR GROUP :A POLLUTANTS

Pollutant	Concentration (ug/L) Maximum Daily	Process Weight (g/tonne crude steel) 30-day average
Dioxins (1)	0.000015	0.015×10^{-6}
Diphenylamine	1.9	0.0014
Ethylbenzene	0.4	0.00028
Fluoranthene	0.2	0.00014
Fluorene	0.4	0.00028
Furans (1)	0.000015	0.015×10^{-6}
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.6	0.00042
Indole	1.2	0.00084
1-Methyl naphthalene	2.2	0.0016
2-Methyl naphthalene	1.5	0.0011
Methylene chloride	1.3	0.00091
5-Nitroacenaphthne	1.8	0.0013
N-nitrosodiphenylamine	1.9	0.0014
N-nitrosodi-n-propylamine	2.1	0.0015
Perylene	0.3	0.00021
Phenanthrene	0.3	0.00021
Pyrene	0.3	0.00021
Styrene	0.4	0.00028
Toluene	0.4	0.00028
Xylene-o	0.4	0.00028
Xylene-m and p	0.5	0.00035

Notes: (1) Toxic equivalent factor (TEF), NATO Protocol

TABLE 2.2.4 PROPOSED POLLUTION CONTROL CRITERIA FOR WASTEWATER DISCHARGE TO THE RECEIVING WATER BODY FOR GROUP 2B POLLUTANTS

Pollutant (1)	Concentration (mg/L) Maximum Daily	Process Weight (g/tonne crude steel) 30-day average
Aluminum	0.1	0.07
Antimony	0.05	0.035
Arsenic	0.04	0.028
Beryllium	0.02	0.014
Cadmium	0.001	0.0007
Cobalt	0.1	0.07
Copper	0.1	0.07
Mercury	0.001	0.0007
Molybdenum	0.1	0.07
Nickel	0.2	0.14
Phosphorus as P	0.5	0.35
Selenium	0.01	0.007
Tin	0.2	0.14
Vanadium	0.1	0.07

(1) Total unless otherwise specified

DEVELOPMENT OF POLLUTION CONTROL CRITERIA

for

INTEGRATED IRON AND STEEL PRODUCTION

VOLUME 2

BACKGROUND REPORT

Prepared by:

Wm. A. Lemmon
Charles E. Napier Company Ltd.
Ottawa, Ontario

for

British Columbia Steel Task Force

November 1990

TABLE C-1.1.1 EPA COKE-MAKING EFFLUENT STANDARDS

Parameter	Concentration (mg/L) 1982 (1)	Mass Standard (g/tonne Coke) 30-day 1982 (2)	Daily 1989 (3)	30-day 1989 (4)
Model Flow (5)		640 L/tonne		
TSS	140	89.4	172	89.4
Oil & grease	5	3.19 (6)	6.38	.....
Ammonia - N	20	12.8	54.3	16.0
Cyanides	5	3.19	6.38	3.51
Phenols	0.03	0.016	0.0638	0.0319
Benzene	0.03	0.019	0.0319	.....
Naphthalene	0.03	0.019	0.0319	.....
Benzo(a)pyrene	0.03	0.019	0.0319	.....
pH	6 to 9		6 to 9	

(1) Values shown are maximum daily concentrations.

(2) 30-day average. Daily maximum values are 1.82 times value for cyanide, 1.93 times for TSS, 2.00 times for phenols and 3.4 times for ammonia-N. Increased loadings not to exceed 39% of the standards are allowed for indirect ammonia recovery systems.

(3) Maximum for any 1 day.

(4) Average of daily values for 30 consecutive days.

(5) 390 L/tonne has been demonstrated.

(6) For oil and grease no monthly average is set. Value shown is daily maximum.

(7) Increased loadings not to exceed 16 percent of the above standards are allowed for by-product coke plants which have wet desulphurization systems but only to the extent that such systems generate an increased effluent volume.

(8) Increased loadings not to exceed 39 percent of the above standards are allowed for by-product coke plants which include indirect ammonia recovery systems but only to the extent that such systems generate an increased effluent volume.

TABLE C-1.1.1 (continued) EPA COKE-MAKING EFFLUENT STANDARDS

References:

(1) and (2) Development Document for Effluent Limitations Guidelines and Standards for the Iron and Steel Manufacturing Point Source Category Volume II Coke Making Subcategory, EPA 440/1-82/024, May 1982 (Achievable concentrations and mass standards)

(3) and (4) Federal Register, 40 CFR Ch. 1 (7-1-89 Edition) §420.14 New source performance standards (NSPS) (a) By-product cokemaking--iron and steel

TABLE C-1.1.2 COKE-MAKING EFFLUENTS - VARIOUS PERMITTED LIMITS AND DISCHARGE VALUES

Parameter	(1) 30-day average (g/tonne coke)	(2) 30-day average (g/tonne coke)	(2) 30-day average (mg/L)
Flow (L/tonne)			860
TSS	131	74.4	86.5
Oil & grease	10.9	1.8	2.1
Ammonia - N	16.0	83.4	97.0
Cyanides	3.51	18.4	21.4
Phenols	0.0319	0.046	0.054
Benzene	0.0319(3)	0.073	0.085
Naphthalene	0.0319(3)	0.001	0.0011
Benzo(a)pyrene	0.0319(3)	0.024	0.028

(1) Geneva Steel, Utah, (discharge to lagoon) United States Environmental Protection Agency, Region VIII, Permit No.: UT-0000361, September 28, 1989

(2) Canadian steel plant test results 1990 (discharge to lagoon from biological treatment)

(3) Daily maximum

TABLE C-1.1.3 POLLUTANT LEVELS IN COKE PLANT WASTEWATER

Pollutant	Mean Concentration (ug/L)	Mass Rate (mg/tonne coke) 30-day average
Ethylbenzene	<0.4	<0.0003
Styrene	1.0	0.0009
Toluene	1.5	0.0013
Xylene-o	0.7	0.0006
Xylene-m and p	1.1	0.0009
Acenaphthene	<0.7	<0.0006
5-Nitroacenaphthne	<1.8	<0.0015
Acenaphthylene	23.5	0.020
Anthracene	5.3	0.0046
Benzo(a)anthracen	61.1	0.052
Benzo(b)fluoranthene	38.8	0.033
Benzo(g,h,i)perylene	<0.4	<0.0003
Benzo(k)fluoranthene	38.8	0.033
Camphene	<1.0	<0.0009
1-Chloronaphthalene	<0.8	<0.0007
2-Chloronaphthalene	<0.9	<0.0008
Chrysene	53.1	0.046
Dibenz(a,h)anthracene	<0.4	<0.0003
Fluoranthene	107.4	0.092
Fluorene	<0.4	<0.0003
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	3.7	0.0032
Indole	<1.2	<0.001
1-Methyl naphthalene	<2.2	<0.0019
2-Methyl naphthalene	<1.5	<0.0012
Perylene	19.1	0.016
Phenanthrene	9.5	0.0082
Pyrene	83.4	0.072
Benzylbutylphthalate	<0.6	<0.0005
Bis(-2-ethylhexyl)phthalate	4.9	0.0042
Di-n-butylphthalate	<1.1	<0.0009
Di-n-octylphthalate	0.9	0.0010
4-Bromophenyl phenyl ether	<0.4	<0.0003
4-Chlorophenyl phenyl ether	<0.9	<0.0008
Bis(2-chloroisopropyl)ether	<1.5	<0.0012
Bis(2-chloroethyl)ether	<1.8	<0.0014
2,4-Dinitrotoluene	<0.5	<0.0004
2,6-Dinitrotoluene	<0.6	<0.0005
Bis(2-chloroethoxy)methane	<1.3	<0.0011
Diphenylamine	<1.9	<0.0016
N-Nitrosodiphenylamine	<1.9	<0.0016
N-Nitrosodi-n-propylamine	<2.1	<0.0018

(1) Canadian steel plant test results 1990 (discharge from biological treatment to lagoon)

RAPPORT D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

DIRECTIVES FINALES

POUR LA PRÉPARATION DU PLAN

DU RAPPORT D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

CABOT ENERGY CORPORATION LIMITED

USINE DE PRODUCTION DE COKE MÉTALLURGIQUE ET DE COGÉNÉRATION

Point Tupper, Comté de Richmond

Nouvelle-Écosse

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT

DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

21 janvier 1992

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS		1
1.	INTRODUCTION	2
2.	DESCRIPTION DU PROJET	4
3.	JUSTIFICATION DE L'ENTREPRISE	7
4.	AUTRES MÉTHODES POUR RÉALISER LE PROJET	8
5.	SOLUTIONS DE RECHANGE	8
6.	ENVIRONNEMENT EXISTANT	8
7.	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX PRÉVUS	11
8.	ÉVALUATION DES AVANTAGES ET DES INCONVÉNIENTS POUR L'ENVIRONNEMENT	14
9.	ATTÉNUATION PROPOSÉE, Y COMPRIS LA REMISE EN ÉTAT	14
10.	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX RÉSIDUELS	18
11.	PROGRAMMES DE SURVEILLANCE DE LA CONFORMITÉ ET DES EFFETS	19
12.	PROGRAMME D'INFORMATION DU PUBLIC	19
ANNEXE A		21

AVANT-PROPOS

En février 1991, Cabot Energy a fait part à la province de la Nouvelle-Écosse de son intention de construire et d'exploiter une usine de production de coke métallurgique et de cogénération à Point Tupper, dans le comté de Richmond, en Nouvelle-Écosse.

Ce document présente les directives finales pour la préparation du plan du Rapport d'évaluation environnementale (Rapport d'ÉE) de la proposition conformément aux exigences du chapitre 149 RSNS, 1989 de la Nova Scotia Environmental Assessment Act (la loi de la N.E. concernant l'évaluation environnementale) et de ses règlements.

Les présentes directives finales ont été établies en tenant compte des commentaires et des préoccupations exprimés par les examinateurs gouvernementaux et suite à un examen public qui s'est déroulé du 4 avril au 9 mai 1990. Les directives ont aussi été examinées et complétées par la Commission d'évaluation environnementale nommée par le Canada et la Nouvelle-Écosse pour procéder à un examen public du projet d'usine de production de coke métallurgique et de cogénération. La Commission a sollicité les commentaires du public au cours d'une deuxième période d'examen du 24 octobre au 25 novembre 1991. Le contenu de ces directives est conforme aux exigences de l'article 13 (1) des *Environmental Regulations* et du *Décret sur les lignes directrices visant le processus d'évaluation et d'examen en matière d'environnement* du gouvernement fédéral.

Étant donné que le Rapport d'ÉE doit pouvoir être lu par des personnes n'ayant pas de formation technique, il devra comprendre un sommaire rédigé en termes non techniques. Dans le Rapport d'ÉE on utilisera le moins de langage technique possible et on inclura un lexique complet.

1. INTRODUCTION

Ce chapitre servira à présenter le rapport aux lecteurs. Il décrira le cadre, y compris la stratégie et la méthode des études, dans lequel le Rapport d'évaluation environnementale sera établi.

Les exigences concernant l'organisation et la réalisation des études écologiques, telles que proposées par Beanlands et Duinker dans «Un cadre écologique pour l'évaluation environnementale au Canada» (1983)[1] sont un bon exemple à suivre et sont reprises ici en guise de guide pour le promoteur :

(a) déterminer une première série de Composantes valorisées de l'écosystème afin de fournir un centre d'intérêt pour les activités subséquentes;
(b) définir un contexte permettant de déterminer l'importance des changements causés aux Composantes valorisées de l'écosystème (CVÉ);
(c) montrer clairement le contexte temporel et spatial de l'étude et de l'analyse des changements prévus des Composantes valorisées de l'écosystème;
(d) élaborer une stratégie explicite pour étudier les interactions entre l'usine et chaque CVÉ, et montrer comment la stratégie sera utilisée pour coordonner les différentes études entreprises;
(e) énoncer explicitement les prévisions d'impacts et donner les bases de celles-ci; et
(f) démontrer et préciser un engagement concernant un programme bien défini de surveillance des impacts du projet d'usine.

---

[1] Beanlands, G et P. Duinker. Un cadre écologique pour l'évaluation environnementale au Canada. Halifax : Institute for Resource and Environmental Studies, Dalhousie University, 1983.

Les Composantes valorisées de l'écosystème, telles que définies par Beanlands et Duinker (1983)[2], comprennent la santé humaine et la sécurité, les pertes éventuelles de ressources importantes sur le plan commercial ou récréatif, la perte d'espèces menacées et la perte éventuelle d'habitat.

Conformément à l'esprit des «Environmental Assessment Regulations (N.S. 1991)» (les règlements d'évaluation environnementale), les composantes valorisées des écosystèmes comprennent les composantes et les facteurs environnementaux, sociaux, économiques, récréatifs, culturels et esthétiques de la région affectée par le projet d'usine proposé.

La Cabot Energy Corporation Limited (le promoteur) préparera un Rapport d'ÉE qui comprendra, sans toutefois s'y limiter, les principaux chapitres suivants :

1. Introduction
2. Description du projet d'usine
3. Justification de l'entreprise
4. Autres méthodes pour réaliser le projet
5. Solutions de rechange
6. Environnement existant
7. Impacts prévus sur l'environnement
8. Évaluation des avantages et des inconvénients pour l'environnement
9. Atténuation proposée, y compris la remise en état
10. Impacts environnementaux résiduels
11. Conformité et programmes de surveillance des impacts proposés
12. Programme d'information du public

---

[2] Ibidem

2. DESCRIPTION DU PROJET D'USINE

Dans ce chapitre du Rapport d'ÉE on décrira le projet d'usine, tel qu'il est planifié, depuis la phase de pré-construction (qui comprend, mais sans y être limitée, la planification, la conception et la préparation des lieux), en passant par la construction de l'usine, son exploitation (y compris l'entretien, les travaux journaliers de réception et de traitement du charbon, la production du coke et de ses sous-produits, le procédé de cogénération d'électricité) jusqu'à la désaffectation de l'usine (décontamination des lieux comprise). En établissant la description du projet, le promoteur devra préciser les hypothèses qui sont à la base des détails de la conception de l'usine.

Les sujets à traiter comprendront, sans toutefois s'y limiter:

(a) la description de l'emplacement et des accès:

- la situation et les limites finales de l'emplacement proposé et de toute construction et tout emplacement connexes dans un contexte régional, indiquant les infrastructures telles que les réseaux routiers, les voies ferrées, les installations portuaires, la proximité de secteurs habités, les installations aéroportuaires, les approvisionnements en eau individuels, désignés et communautaires, les sites archéologiques, etc.;

(b) le plan général de l'emplacement et la description de toutes les constructions, y compris sans toutefois s'y limiter:

- les fours à coke; le(s) poste(s) d'extinction; les installations de traitement des eaux usées et des sous-produits; les installations de réception du charbon et d'expédition du coke, y compris les constructions maritimes requises; les aires d'entreposage du charbon, du coke et d'autres produits ou sous-produits; les endroits d'élimination des déchets; les installations de collecte et de traitement des eaux pluviales; les

installations de confinement des stocks; la centrale de cogénération d'électricité et les systèmes d'alimentation; les zones de stationnement; et toute clôture de sécurité;

(c) la description de toutes activités de pré-construction, de construction, d'exploitation et de désaffectation associées au développement pour toute sa durée, y compris les activités normales et les événements accidentels éventuels ainsi que l'ampleur, la durée, la fréquence, la quantité, etc. de chaque activité;

(d) les quantités, les spécifications, les sources et les destinations commerciales des matières premières et des produits finis;

(e) les options conceptuelles pour les installations d'expédition, d'entreposage et de réception de toutes les matières premières et de tous les produits finis;

(f) les procédés de manutention des eaux de lest;

(g) la description du(des) système(s) de refroidissement par eau, y compris les ouvrages de prise et de décharge proposés ainsi que leurs emplacements, les volumes et les vitesses de prise de l'eau de mer, la quantité, la dimension et le gradient thermique de la colonne d'eau, les traitements anti-biologiques, etc.;

(h) la description des besoins d'eau douce, y compris les sources d'eau douce proposées (i.e., eau de surface, puits de production), les endroits et les systèmes de distribution, les volumes d'eau et sa qualité;

(i) la description de tout plan d'extension future des installations et des besoins de ressources associés ;

(j) le transport :

- déterminer toutes les cargaisons assujetties à la Loi sur le transport des marchandises dangereuses;
- le mouvement des véhicules; les schémas d'écoulement de la circulation des voitures et des camions, les heures d'accès des véhicules de la société et des

autres véhicules, la description des genres de camions, les volumes horaires prévus pour la circulation des camions, les origines et destinations des camions associés à l'usine;

- les mouvements ferroviaires et maritimes; les schémas des mouvements et de l'accès des wagons et des bateaux, les genres de wagons et de bateaux, les capacités, les horaires des mouvements; les origines et destinations des wagons et des bateaux; et

- les plans d'urgence dans l'éventualité de changements à l'infrastructure actuelle de transport dans la région;

(k) les calendriers:

- calendriers proposés pour le projet, y compris le processus de décision pour la pré-construction, la construction et l'exploitation;

- discussion du calendrier proposé pour la désaffectation ou le remplacement, en tout ou en partie, de l'usine;

(l) la description de tous les sous-produits des procédés de production de coke et de cogénération d'électricité; descriptions chimiques et physiques de tous les effluents et émissions solides, liquides et gazeux, quantités ou volumes prévus, sources des émissions;

(m) les volumes et nature physique et chimique des boues et des déchets traités et non traités;

(n) la description de tout l'équipement proposé pour contrôler la pollution de l'air et de l'eau, y compris l'efficacité de l'équipement prévu et les décharges résultantes;

(o) les méthodes et lieux d'élimination proposés et (ou) les arrangements pris pour l'élimination des boues et des déchets traités et non traités;

(p) les capacités d'analyse sur les lieux, y compris la description des calendriers et des techniques d'échantillonnage pour toutes les phases du traitement et de

l'élimination des produits, et les techniques d'identification quantitative et qualitative pour tous les déchets et contaminants organiques éventuels avant le traitement, pendant le traitement et après le traitement;

(q) la sécurité des lieux pendant toute l'existence de l'usine, y compris la désaffectation;

(r) les besoins en ressources humaines, y compris mais sans s'y limiter, la dotation en personnel, les politiques de formation et d'embauche locale;

(s) la description des situations d'urgence éventuelles sur place et capacités d'intervention et de lutte contre les incendies;

(t) les exigences applicables pour approbation et autorisation du projet d'usine;

(u) les plans de désaffectation, de remise en état des lieux et l'engagement du promoteur envers ces plans. Ceci doit comprendre une évaluation des facteurs qui pourraient empêcher le promoteur de se conformer à ces plans et de toutes les conditions qui peuvent conduire à une désaffectation prématurée.

3. JUSTIFICATION DE L'ENTREPRISE

En reconnaissance du fait que l'usine projetée peut avoir des impacts néfastes sur l'environnement, ce chapitre abordera la justification socio-économique de l'entreprise.

Le promoteur exposera dans ses grandes lignes la nature de l'usine projetée dans les contextes local, régional, provincial, national et international. La demande de coke, d'électricité par la Nova Scotia Power Corp., et de tout autre sous-produit sera également exposée dans ses grandes lignes et documentées.

Le promoteur évaluera les coûts et les avantages environnementaux, sociaux et économiques de l'usine projetée et

traitera du contexte de celle-ci par rapport aux plans de développement locaux et régionaux.

4. AUTRES MÉTHODES POUR RÉALISER LE PROJET

Des méthodes valables différentes de celles proposées pour la réalisation du projet devront être examinées et les raisons du choix des méthodes retenues devront être données.

On escompte que le promoteur intégrera «la meilleure technologie disponible» dans la conception de cette usine. Il devra démontrer que cette hypothèse est valable; lorsque ce ne sera pas le cas, il donnera les raisons environnementales, sociales et économique de ne pas proposer la meilleure technologie disponible.

5. SOLUTIONS DE RECHANGE

Des solutions de rechange pour l'usine proposée, y compris d'autres emplacements au Canada, aux États-Unis et ailleurs, et la possibilité de ne rien entreprendre, seront décrites. Les avantages et les inconvénients environnementaux, sociaux et économiques de l'emplacement préféré seront également présentés.

6. ENVIRONNEMENT EXISTANT

Dans ce chapitre du Rapport d'ÉE on déterminera la ou les zones de l'usine projetée, on décrira l'environnement existant dans cette ou ces zones et on déterminera les Composantes valorisées des écosystèmes (CVÉ) grâce à des études de base originales ou aux données existantes s'il y a lieu. La structure et la fonction de l'environnement terrestre, marin et aquatique seront décrites. La zone de l'usine est définie comme la propriété et tout l'espace sur lesquels l'usine telle que proposée aura des impacts éventuels, ou comme sujet de modifications subséquentes.

L'environnement construit existant, y compris les constructions en surface et souterraines, sera décrit de façon exhaustive. Les résultats d'une évaluation environnementale détaillée de l'état de l'environnement construit et biophysique relatif aux activités industrielles antérieures dans la zone seront incluses dans le rapport. Toute exigence environnementale relative à la propriété et au transfert de la propriété ainsi que les résultats et les conditions associées à l'environnement de la désaffectation d'anciennes installations y figurera également.

Les composantes de l'environnement à décrire comprendront, sans toutefois s'y limiter, les suivantes:

(a) le secteur géographique, y compris tous les bassins hydrographiques éventuellement affectés en tout ou en partie par quelqu'aspect de l'usine projetée, les îles côtières et toutes les zones d'environnement marin. Des éléments tels que les lacs, les cours d'eau, les zones humides et la topographie dans un rayon minimum de deux (2) kilomètres autour de l'emplacement, ou dans la zone de débordement prévue pour les décharges gazeuses, liquides et solides, et toute autre activité physique, qui soit pertinente pour la composante du projet étudiée, seront aussi examinés;
(b) les conditions atmosphériques, y compris la qualité de l'air, la température, les niveaux de poussière, les vitesses et les directions des vents, la capacité de dispersion de l'atmosphère dans la région de l'emplacement, les quantités de précipitations et leurs caractéristiques chimiques;
(c) les eaux de surface et les nappes phréatiques - les caractéristiques hydrologiques et hydrogéologiques ainsi que la qualité de l'eau de tous les bassins hydrographiques affectés par quelque aspect de l'usine projetée;
(d) les eaux marines - les caractéristiques hydrologiques, y compris la circulation, les températures, les courants, les

vagues, l'amplitude des marées, les caractéristiques des sédiments en suspension et au fond, les conditions des glaces, etc.; et les variations de ces caractéristiques;

(e) l'évaluation de l'emplacement et de ses environs en tant qu'habitat de la flore et de la faune, y compris l'identification d'espèces rares ou menacées ainsi que de sites spéciaux et d'autres secteurs délicats;

(f) la flore et la faune

(i) forêt

(ii) faune

(iii) poisson - eau douce

Les descriptions de l'habitat comprendront la dimension des cours d'eau, la composition des lits, le gradient des pentes à des intervalles de 0,5 km, le couvert, les températures annuelles, la charge sédimentaire, etc. ainsi qu'une description des pêches commerciales ou récréatives et d'autres formes de vie importantes;

iv) pêche commerciale et récréative - eaux marines Descriptions de l'habitat, ressources en poisson, variations des espèces, etc.;

(v) végétation marine et terrestre;

(g) l'identification des composantes valorisées des écosystèmes dans la zone de l'usine et le long des routes, voies ferrées et routes d'accès et de transport maritime de l'usine proposée;

(h) la mention et la description des lois, directives et règlements provinciaux, fédéraux et municipaux applicables en matière d'environnement;

(i) la description des capacités locales d'intervention en cas d'urgence et de lutte contre les incendies, y compris leur capacité d'intervenir et de réagir à une situation d'urgence ainsi que l'existence de moyens de secours ou d'aide appropriés;

(j) les utilisations du sol existantes, le zonage, l'utilisation

et l'affectation des ressources, les plans d'aménagement locaux et régionaux;

(k) la géologie - le substratum rocheux et la géologie de la surface de la zone de l'usine, y compris les caractéristiques des sols et les possibilités d'érosion;

(l) la description des conditions sanitaires et socio-économiques existantes, de l'utilisation actuelle des terres et des ressources à des fins traditionnelles par les Autochtones, et toute construction, tout site ou objet qui présente une importance historique, archéologique, paléontologique ou architecturale; et

(m) la détermination de tous les autres impacts découlant d'autres activités dans la région, et qui affectent la zone de l'usine.

7. IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX PRÉVUS

Le promoteur devra déterminer et quantifier tous les impacts prévus (de l'usine sur l'environnement, de l'environnement sur l'usine, et les impacts cumulatifs). Le Rapport d'ÉE devra déterminer et prévoir l'ampleur, le moment, la durée, l'étendue géographique, le caractère réversible et l'importance des impacts environnementaux positifs et négatifs de l'usine projetée. Ceci nécessitera le recours à une variété de méthodes et de modèles.

Les méthodes d'évaluation des impacts devront être décrites avec précision, y compris la description détaillée des limites spatiales et temporelles ainsi que les critères et méthodes de sélection des composantes valorisées des écosystèmes. Toute la terminologie devra être définie avec précision. En plus de définir les catégories d'impacts, la raison de leur utilisation est requise.

Chaque fois qu'il est utilisé, le sens du mot «importance» doit être clair, spécialement pour ce qui concerne les catégories

d'impacts. (La définition du mot «importance» doit accorder une attention spéciale aux catégories d'impacts). Les modèles de prévisions utilisés devront être discutés, y compris le pour et le contre du ou des modèles choisis et le degré de fiabilité des résultats de ces modèles. On donnera un sommaire du ou des modèles choisis et la précision de leurs prévisions comparativement à d'autres aménagements. Les impacts devront être groupés selon les composantes physiques, chimiques, biologiques et économiques de l'environnement ainsi que selon les activités de l'usine projetée au cours de chaque phase (pré-construction, construction, exploitation et désaffectation). Les activités normales et régulières ainsi que les événements accidentels (imprévus) devront figurer dans le rapport. Les probabilités d'événements accidentels devront être précisées.

Bien qu'une liste des impacts importants soit données ci-après, elle n'est pas exhaustive et le promoteur la complétera au besoin :

(a) impacts des activités de constructions et des effluents réguliers sur la qualité des eaux de surface, le poisson et ses habitats ainsi que les nappes phréatiques, y compris la relation des émissions des cheminées par rapport à l'acidification éventuelle des eaux douces;

(b) impacts sur les eaux de surface et les nappes phréatiques dans l'éventualité d'un déversement ou d'une émission accidentelle comme lors d'un incendie, d'une explosion ou d'un écoulement, ou dans l'éventualité d'une fuite chronique d'une substance quelconque;

(c) caractéristiques chimiques et physiques des fumées et autres émissions solides, gazeuses ou liquides attendues des procédés réguliers de production de coke et de cogénération d'électricité, et attendues d'un déversement. Les paramètres particuliers à examiner doivent comprendre, mais sans toutefois s'y limiter : les matières particulaires, les

COV, les HAP, le SO2, l'oxyde d'azote, le gaz carbonique et les métaux lourds. Il faut inclure les impacts sur la flore, la faune, les humains et les constructions humaines dans la ou les zones d'impact et, en particulier, sur le lac Landry et l'infrastructure (ponceaux, butées, prises d'eau, etc.). Les paramètres écotoxicologiques appropriés devront être inclus pour le devenir et les effets de toutes les variables dans la chaîne de pénétration dans l'environnement;

(d) caractéristiques chimiques et physiques ainsi que volumes de poussière, lessivages et autres émissions fugitives des stocks de charbon et de coke;

(e) quantités et genres de gaz acides causant l'effet de serre produits et libérés par l'usine selon les prévisions accompagnés d'estimations des contributions totales du Cap Breton, de la Nouvelle-Écosse, et avec le secteur industriel pertinent de tout le Canada et des États-Unis. Le promoteur devra relier ces quantités aux limites stipulées dans l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse relatif à la réduction des pluies acides;

(f) impacts prévus de l'usine sur les changements climatiques régionaux et globaux;

(g) impacts de tous les effluents chauds, gazeux, liquides et solides, sur les environnements des eaux marines et des eaux douces;

(h) impact de l'usine sur les activités de pêche commerciale et récréative, la navigation et d'autres activités de transport maritime dans le détroit;

(i) dangers à court et à long terme pour la santé des employés de l'usine et des habitants du voisinage;

j) impact social et économique de l'usine sur les habitations, l'infrastructure, les services communautaires, l'emploi, l'agencement des transports et le mode de vie dans la région du détroit et ses environs, y compris sans toutefois s'y limiter, les comtés de Richmond et d'Inverness ainsi que les

îles côtières;

(k) influence de l'usine sur d'autres développements existants ou proposés dans la région, particulièrement des éléments qui entrent en conflit avec les plans locaux et régionaux, et sur tout autre écosystème, ressource ou espèce affecté dans le milieu aquatique et terrestre. Dans ce contexte, l'influence de l'usine sur le potentiel de l'industrie touristique sera abordée de façon particulière;

(l) tous les autres impacts sociaux et économiques, y compris (mais sans s'y limiter) la considération des solutions de rechange pour le transport du charbon, et leurs conséquences;

(m) scénarios du pire cas à l'aide d'une modélisation des risques pour tous les impacts majeurs; et

(n) impacts cumulatifs. Ceux-ci feront l'objet d'un chapitre distinct décrivant les méthodes utilisées pour l'évaluation et les résultats obtenus.

8. ÉVALUATION DES AVANTAGES ET DES INCONVÉNIENTS POUR L'ENVIRONNEMENT

Ce chapitre traitera de toutes les grandes catégories de composantes environnementales (physiques, chimiques, biologiques, sociales et économiques) et de toutes les phases de l'usine projetée (pré-construction, construction, exploitation et désaffectation). Autant que possible, les avantages et les inconvénients seront traduits en termes économiques.

9. ATTÉNUATION PROPOSÉE, Y COMPRIS LA REMISE EN ÉTAT

Le Rapport d'ÉE décrira les mesures d'atténuation environnementales proposées, ainsi que les politiques et les procédures destinées à éviter ou réduire au minimum les impacts néfastes, et à améliorer les impacts positifs. Reconnaissant que la mise en oeuvre efficace de politiques et de plans

d'exploitation et d'entretien est d'une importance capitale pour atteindre les objectifs relatifs aux émissions pendant toute la durée de vie de l'usine, le promoteur exposera en détail la manière dont ces plans seront exécutés dans des conditions d'exploitation normales et anormales. Le rapport examinera aussi les mesures et les techniques d'atténuation proposées pour le contrôle des effluents et des émissions.

on suggère que le promoteur fournisse un plan complet de gestion de l'environnement qui contiendrait :

(a) Un plan de protection de l'environnement qui comprenne l'identification et la discussion des lois, règlements, directives et arrêtés pertinents fédéraux, provinciaux et municipaux concernant l'exploitation de l'usine et autres exigences réglementaires existantes, codes d'ingénierie de bonne pratique et de bonne gestion de l'environnement qui seront observés pour l'usine. En outre, toutes les grandes mesures d'atténuation des impacts moyens et majeurs seront précisées et observées pendant toute la durée de vie de l'usine.

(b) Un plan d'urgence abordera la question des événements accidentels (imprévus) qui comprendra une description des capacités locales d'intervention en cas d'urgence et de lutte contre les incendies, et leur capacité d'intervenir et de réagir à toute situation d'urgence ainsi que la disponibilité de moyens de secours ou d'aide appropriés;

(c) Un plan de compensation (si nécessaire) devra donner les grandes lignes de la stratégie proposée pour s'occuper des pertes économiques et (ou) environnementales découlant de la construction et de l'exploitation.

(d) Des plans pour le contrôle des impacts, de la conformité et du suivi. Il est à noter qu'un contrôle du suivi peut s'avérer nécessaire pour les impacts cumulatifs. Des plans d'échantillonnage, des méthodes d'analyse des données sur le

terrain et des données de laboratoire, la filière hiérarchique et les procédures de contrôle/assurance de la qualité seront précisés. Il faudra justifier les paramètres à surveiller.

(e) Un plan de désaffectation, y compris un engagement du promoteur de remettre les lieux en état, sera fourni. Les exigences relatives à la remise en état seront basées sur les résultats d'une vérification environnementale.

(f) Des procédures d'imputabilité globale et de rapport seront précisées pour déterminer le cadre de l'administration du plan de gestion de l'environnement.

Les genres de procédures de gestion à intégrer au plan de gestion de l'environnement sont donnés dans la liste ci-après. Cette liste n'est pas exhaustive; elle n'est qu'un guide pour l'établissement du plan de gestion de l'environnement. Le promoteur est responsable de gérer, d'une façon rationnelle au point de vue de l'environnement, tous les impacts résultant de l'usine et de démontrer que l'expertise et les ressources requises seront disponibles pendant toute la durée de vie de l'usine.

Le promoteur est chargé de respecter les critères mentionnés dans l'annexe A comme guide concernant la gestion des déchets solides, les décharges d'effluents et les émissions de gaz. Ces critères sont extraits d'un rapport fait par Wm. A. Lemmon pour le Steel Task Force de la Colombie-Britannique (novembre 1990)[3] et d'un document d'information annexé à ce rapport - *E.P.A. Coke Making Effluent Standards* (mai 1982). Bien que les organismes de réglementation puissent imposer des exigences qui diffèrent de

---

[3] Lemmon, W. "Development of Pollution Control Criteria for Integrated Iron and Steel Production" Un rapport écrit pour la British Columbia Steel Task Force, novembre 1990.

celles mentionnées à l'annexe A, ces critères sont utiles pour définir le niveau requis de technologie d'atténuation à l'étape de la conception.

(a) Procédés et techniques d'atténuation et de traitement :

- procédés d'envasement, de contrôle de l'érosion, de suppression des poussières et de gestion du drainage des eaux pluviales;
- procédés généraux de manutention, de traitement et d'élimination des effluents et des émissions, y compris l'équipement de traitement, l'équipement de surveillance des effluents et des émissions, les plans de séparation et de confinement des déchets, la schéma de réutilisation et de traitement des sous-produits, etc;
- description de toutes les mesures d'atténuation proposées pour réduire ou compenser les émissions de gaz causant l'effet de serre et leurs impacts;
-description des méthodes et procédés de traitement pour les eaux grises et sanitaires, avec mention des volumes d'eau, de la qualité des décharges et des endroits proposés pour celles-ci;
- procédés pour la prévention de perte de vie marine et de poisson pour toutes les prises d'eau;
- méthodes et constructions de dispersion pour les décharges d'effluents chauds;
- procédés de traitement des eaux de lest;

(b) Planification d'urgence et de désaffectation :

- plans d'urgence et plans d'évacuation pour répondre à un scénario du pire cas, y compris tous déversements de dangereux et/ou hasardeux, le mauvais fonctionnement d'un réservoir, d'un accotement ou d'un autre dispositif de confinement, les incendies et explosions sur les lieux et pendant le transport de produits du charbon ou du coke vers l'usine ou en provenance de

celle-ci;
- plans de correction pour les sols, les eaux de surface, les nappes phréatiques et les eaux marines contaminés, et plans de compensation pour ceux qui sont affectés;
- plans de formation pour les organisations maritimes locales d'urgence et les services d'incendies afin d'intervenir efficacement dans les situations d'urgence;
- plans de prévention des déversements, sur terre et en mer, aux abords de l'usine; et
- plans de désaffectation de l'usine.

10. IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX RÉSIDUELS

Après que toutes les mesures de gestion de l'environnement figurant dans le Plan de gestion de l'environnement ont été mises en oeuvre, il reste des impacts environnementaux résiduels. Ils sont essentiellement le résultat final de l'évaluation. Le Rapport d'ÉE devra présenter une liste et un examen détaillés des impacts résiduels. Le Rapport d'ÉE fera une claire distinction entre les impacts qui ne peuvent être atténués ou évités et ceux qui pourront l'être. L'examen comprendra tous les impacts résiduels, l'importance, la durée et les limites de ces impacts ainsi que le degré de fiabilité des prévisions.

Les impacts résiduels sont très importantes dans l'évaluation d'un aménagement proposé car elles représentent le coût environnemental de l'aménagement. Autant que possible, ces coûts environnementaux seront traduits en termes économiques indiquant les méthodes et le degré de confiance des estimations. Le rapport comprendra une section comparant les avantages économiques et environnementaux et les coûts de l'usine projetée pour faciliter la décision globale concernant l'usine projetée. Les coûts de chaque élément du plan de gestion de l'environnement

feront partie du calcul des avantages et des coûts environnementaux ainsi que des coûts et avantages associés aux impacts résiduels. Ce chapitre sera terminé par un examen et une définition du «développement durable», et il évaluera si l'usine projetée peut ou non être qualifiée de développement durable pour la localité, la région, l'île de Cap Breton, la Nouvelle-Écosse et le Canada.

11. PROGRAMMES DE SURVEILLANCE DE LA CONFORMITÉ ET DES EFFETS

Outre les exigences exposées dans leurs grandes lignes dans le chapitre 9 (c), le Rapport d'ÉE devra comprendre un cadre qui servira de base à la surveillance de la conformité et des effets pendant toute l'existence de l'usine projetée. Les programmes proposés pour la surveillance de la conformité et des effets seront présentés pour examen par des examinateurs.

Ce chapitre décrira aussi tous les systèmes d'inventaire et de vérification interne requis. Le promoteur donnera les grandes lignes des hypothèses à tester dans le programme de surveillance et décrira les méthodes d'essai statistique à utiliser. Si cette solution n'est pas réalisable, le promoteur indiquera clairement pourquoi.

12. PROGRAMME D'INFORMATION DU PUBLIC

Le rapport décrira un programme d'information du public qui expliquera en détail comment le public aura la possibilité de participer à toutes les phases de la construction, de l'exploitation et de la désaffectation de l'usine. Ce programme devra donner des renseignements détaillés au sujet de où, quand et comment le public pourra exprimer ses préoccupations et recevoir de l'information. Dans «le public» sont compris à la fois ceux qui relèvent d'une réglementation aussi bien que le grand public.

Les résultats de la consultation du public feront l'objet d'un rapport présentant les engagements pris par le promoteur.

ANNEXE A

ÉLABORATION DE CRITÈRES DE DÉPOLLUTION

POUR

LES USINES SIDÉRURGIQUES INTÉGRÉES

VOLUME I

RÉSUMÉ

préparé par

Wm. A. Lemmon
Charles E. Napier Company Ltd.
Ottawa (Ontario)

pour la

British Columbia Steel Task Force

Novembre 1990

TABLEAU 2.2.2 CRITÈRES PROPOSÉS DE DÉPOLLUTION DES EAUX USÉES REJETÉES DANS LES EAUX POUR LES POLLUANTS DU GROUPE 1[1]

Polluant	Concentration (mg/L) Maximum journalier	Grammes par tonne d'acier brut produit Un jour[2]	30 jours[3]
Volume (modèle), en L/tonne d'acier brut		1 210	
pH (unités)		6,0 à 8,5	
Matières en suspension	10,0	12,1	6,0
Huiles et graisses	1,5	1,8	.....
Azote ammoniacal	1,0	1,2	0,6
Cyanures (total)	0,08	0,097	0,05
Phénols	0,005	0,006	0,0030
Benzène	0,002	0,0024	0,0012
Naphtalène	0,002	0,0024	0,0012
Benzo[a]pyrène	0,0006	0,0007	0,0003
Chlore résiduel total	0,015	0,018	0,009
Chrome (total)	0,05	0,060	0,030
Plomb (total)	0,15	0,18	0,090
Zinc (total)	0,18	0,22	0,11

Toxicité : Les eaux usées doivent respecter les critères suivants de toxicité :

Essai de toxicité sur le poisson — Les eaux usées doivent être trouvées non toxiques pour le poisson lorsque soumises sans dilution (concentration de 100 %) à un biosssai de 96 h avec renouvellement continu pour la détermination de la CL50 de 96 h.

Les eaux usées doivent être trouvées non toxiques pour *Daphnia magna* lorsque soumises sans dilution (concentration de 100 %) à un biosssai statique de 96 h de détermination de la létalité aiguë (CL50 de 96 h).

(1) Ne comprend pas les purges provenant du laminage à froid ni les eaux d'écoulement de fabrication et ne tient pas compte de l'évaporation ni des précipitations au cours du lagunage.

(2) Maximum pour un jour.

(3) Moyenne pour 30 jours consécutifs.

TABLEAU 2.2.3 CRITÈRES PROPOSÉS DE DÉPOLLUTION DES EAUX USÉES REJETÉES DANS LES EAUX POUR LES POLLUANTS DU GROUPE 2A

Polluant	Concentration (µg/L) Maximum journalier	Grammes par tonne d'acier brut produit Moyenne pour 30 jours
Acénaphtène	0,7	0,00050
Acénaphtylène	0,4	0,00028
Anthracène	0,2	0,00014
Benzo[*a*]anthracène	0,2	0,00014
Benzo[*b*]fluoranthène	0,4	0,00028
Benzo[*g,h,i*]pérylène	0,4	0,00028
Benzo[*k*]fluoranthène	0,4	0,00028
Phtalate de bis(2-éthylhexyle)	1,4	0,0010
Oxyde de 4-bromophényle et de phényle	0,4	0,00028
Phtalate de benzyle et de butyle	0,6	0,00042
Camphène	1,0	0,00070
1-Chloronaphtalène	0,8	0,00056
2-Chloronaphtalène	0,9	0,00063
Oxyde de 4-chlorophényle et de phényle	0,9	0,00063
Oxyde de bis(2-chloro-isopropyle)	1,5	0,0011
Oxyde de bis(2-chloroéthyle)	1,8	0,0013
Bis(2-chloroéthoxy)méthane	1,3	0,00091
Chrysène	0,3	0,00021
Dibenz[*a,h*]anthracène	0,4	0,00028
1,2-Dichlorobenzène	0,02	0,00014
1,4-Dichlorobenzène	0,02	0,00014
Hexachlorobenzène	0,02	0,00014
Pentachlorobenzène	0,02	0,00014
Tétrachlorobenzène	0,02	0,00014
Trichlorobenzène	0,02	0,00014
Phtalate de di-*n*-butyle	1,1	0,00077
Phtalate de di-*n*-octyle	0,8	0,00056
2,4-Dinitrotoluène	0,5	0,00035
2,6-Dinitrotoluène	0,6	0,00042

TABLEAU 2.2.3 (suite) CRITÈRES PROPOSÉS DE DÉPOLLUTION DES EAUX USÉES REJETÉES DANS LES EAUX POUR LES POLLUANTS DU GROUPE 2A

Polluant	Concentration (µg/L) Maximum journalier	Grammes par tonne d'acier brut produit Moyenne pour 30 jours
Dioxines[1]	0,000015	$0{,}015 \times 10^{-6}$
Diphénylamine	1,9	0,0014
Éthylbenzène	0,4	0,00028
Fluoranthène	0,2	0,00014
Fluorène	0,4	0,00028
Furanes[1]	0,000015	$0{,}015 \times 10^{-6}$
Indéno[1,2,3-*c*,*d*]pyrène	0,6	0,00042
Indole	1,2	0,00084
1-méthylnaphtalène	2,2	0,0016
2-méthylnaphtalène	1,5	0,0011
Chlorure de méthylène	1,3	0,00091
5-Nitroacénaphtène	1,8	0,0013
N-nitrosodiphénylamine	1,9	0,0014
N-nitrosodi-*n*-propylamine	2,1	0,0015
Pérylène	0,3	0,00021
Phénanthrène	0,3	0,00021
Pyrène	0,3	0,00021
Styrène	0,4	0,00028
Toluène	0,4	0,00028
o-Xylène	0,4	0,00028
m- et *p*-xylène	0,5	0,00035

Note : (1) Facteur d'équivalence de la toxicité (FET), protocole de l'OTAN

TABLEAU 2.2 4 CRITÈRES PROPOSÉS DE DÉPOLLUTION DES EAUX USÉES REJETÉES DANS LES EAUX POUR LES POLLUANTS DU GROUPE ZB

Polluant[1]	Concentration (mg/L) Maximum journalier	Grammes par tonne d'acier brut produit Moyenne pour 30 jours
Aluminium	0,1	0,07
Antimoine	0,05	0,035
Arsenic	0,04	0,028
Béryllium	0,02	0,014
Cadmium	0,001	0,0007
Cobalt	0,1	0,07
Cuivre	0,1	0,07
Mercure	0,001	0,0007
Molybdène	0,1	0,07
Nickel	0,2	0,14
Phosphore (en P)	0,5	0,35
Sélénium	0,01	0,007
Étain	0,2	0,14
Vanadium	0,1	0,07

(1) Total sauf indications contraires.

ÉLABORATION DE CRITÈRES DE DÉPOLLUTION

POUR

LES USINES SIDÉRURGIQUES INTÉGRÉES

VOLUME 2

RAPPORT DOCUMENTAIRE

préparé par

Wm. A. Lemmon
Charles E. Napier Company Ltd.
Ottawa (Ontario)

pour la

British Columbia Steel Task Force

Novembre 1990

TABLEAU C-1.1.1 NORMES DE L'EPA APPLICABLES AUX EFFLUENTS DE COKÉFACTION

Paramètre	Concentration (mg/L)	Norme pondérale (g/tonne de coke)		
	1982[1]	30 jours 1982[2]	Un jour 1989[3]	30 jours 1989[4]
Volume (modèle)[5]		640 L/tonne		
MES	140	89,4	172	89,4
Huiles et graisses	5	3,19[6]	6,38	.....
Azote ammoniacal	20	12,8	54,3	16,0
Cyanures	5	3,19	6,38	3,51
Phénols	0,03	0,016	0,0638	0,0319
Benzène	0,03	0,019	0,0319	.....
Naphtalène	0,03	0,019	0,0319	.....
Benzo[*a*]pyrène	0,03	0,019	0,0319	.....
pH	6 à 9		6 à 9	

(1) Concentrations journalières maximales.

(2) Moyenne pour 30 jours. Les valeurs maximales journalières sont 1,82 fois la valeur indiquée pour les cyanures, 1,93 fois la valeur indiquée pour les MES, 2,00 fois la valeur indiquée pour les phénols et 3,4 fois la valeur indiquée pour l'azote ammonical. Un dépassement d'au plus 39 % des normes est permis pour les systèmes de récupération indirecte de l'ammoniaque.

(3) Maximum pour toute journée.

(4) Moyenne des valeurs journalières de trente jours consécutifs.

(5) 390 L/tonne a été démontré.

(6) Pour les huiles et les graisses, aucune moyenne mensuelle n'est fixée. La valeur indiquée est le maximum pour un jour.

(7) Un dépassement d'au plus 16 % des normes indiquées est permis pour les cokeries à récupération des sous-produits qui possèdent des systèmes de désulfuration par voie humide mais seulement si ces systèmes produisent un volume d'effluent supérieur.

(8) Un dépassement d'au plus 39 % des normes indiquées est permis pour les cokeries à récupération des sous-produits qui utilisent des systèmes à récupération indirecte de l'ammoniaque mais seulement si ces systèmes produisent un volume d'effluent supérieur.

TABLEAU C-1.1.1 (suite) NORMES DE L'EPA APPLICABLES AUX EFFLUENTS DE COKÉFACTION

Références :

(1) et (2) Development Document for Effluent Limitations Guidelines and Standards for the Iron and Steel Manufacturing Point Source Category Volume II Coke Making Subcategory, EPA 440/1-82/024, mai 1982 (concentrations atteignables et normes pondérales)

(3) et (4) Federal Register, 40 CFR Ch. I (7-1-89 Edition) §420.14. New source performance standards (NSPS) (a) By-product cokemaking--iron and steel

TABLEAU C-1.1.2 EFFLUENTS DE COKÉFACTION - DIVERS REJETS ET LIMITES PERMISES

Paramètre	(1)	(2)	
	Moyenne pour 30 jours		
	(g/tonne de coke)		(mg/L)
Volume (L/tonne)			860
MES	131	74,4	86,5
Huiles et graisse	10,9	1,8	2,1
Azote ammoniacal	16,0	83,4	97.0
Cyanures	3,51	18,4	21,4
Phénols	0,0319	0,046	0,054
Benzène	0,0319(3)	0,073	0,085
Naphtalène	0,0319(3)	0,001	0,0011
Benzo[*a*]pyrène	0,0319(3)	0,024	0,028

(1) Geneva Steel, Utah (rejet dans une lagune)
United States Environmental Protection Agency, Region VIII, permis n° UT-0000361, 28 septembre 1989

(2) Résultats de tests à des aciéries canadiennes en 1990 (effluent du traitement biologique rejeté dans une lagune)

(3) Maximum pour une journée.

TABLEAU 1.1.3 QUANTITÉS DE POLLUANTS DANS LES EAUX USÉES DE COKERIES

Polluant	Concentration moyenne (µg/L)	Milligrammes par tonne de coke Moyenne pour 30 jours
Éthylbenzène	<0,4	<0,0003
Styrène	1,0	0,0009
Toluène	1,5	0,0013
o-Xylène	0,7	0,0006
m- et *p*-xylène	1,1	0,0009
Acénaphtène	<0,7	<0,0006
5-Nitroacénaphtne	<1,8	<0,0015
Acénaphtylène	23,5	0,020
Anthracène	5,3	0,0046
Benzo[*a*]anthracène	61,1	0,052
Benzo[*b*]fluoranthène	38,8	0,033
Benzo[*g,h,i*]pérylène	<0,4	<0,0003
Benzo[*k*]fluoranthène	38,8	0,033
Camphène	<1,0	<0,0009
1-Chloronaphtalène	<0,8	<0,0007
2-Chloronaphtalène	<0,9	<0,0008
Chrysène	53,1	0,046
Dibenz[*a,h*]anthracène	<0,4	<0,0003
Fluoranthène	107,4	0,092
Fluorène	<0,4	<0,0003
Indéno[1,2,3-*c,d*]pyrène	3,7	0,0032
Indole	<1,2	<0,001
1-méthylnaphtalène	<2,2	<0,0019
2-méthylnaphtalène	<1,5	<0,0012
Pérylène	19,1	0,016
Phénanthrène	9,5	0,0082
Pyrène	83,4	0,072
Phtalate de benzyle et de butyle	<0,6	<0,0005
Phtalate de bis(2-éthylhexyle)	4,9	0,0042
Phtalate de di-*n*-butyle	<1,1	<0,0009
Phtalate de di-*n*-octyle	0,9	0,0010
Oxyde de 4-bromophényle et de phényle	<0,4	<0,0003
Oxyde de 4-chlorophényle et de phényle	<0,9	<0,0008
Oxyde de bis(2-chloro-isopropyle)	<1,5	<0,0012
Oxyde de bis(2-chloroéthyle)	<1,8	<0,0014
2,4-Dinitrotoluène	<0,5	<0,0004
2,6-Dinitrotoluène	<0,6	<0,0005
Bis(2-chloroéthoxy)méthane	<1,3	<0,0011
Diphénylamine	<1,9	<0,0016
N-nitrosodiphénylamine	<1,9	<0,0016
N-nitrosodi-*n*-propylamine	<2,1	<0,0018

(1) Résultats de tests à des aciéries canadiennes en 1990 (effluent du traitement biologique rejeté dans la lagune)